

تعیین طرح بهینه نصب پنل‌های خورشیدی با در نظرگیری اثرات تغییر در نوع پنل، نوع چینش و نیز اثرات استفاده از ردیاب‌های تک و دو محوره

ابوالفضل ناطقی، محمد فتحی

دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر، دانشگاه خوارزمی

تهران، ایران

a.nateghi@khu.ac.ir, mhd.fathi@gmail.com

مناسب نور خورشید، نیروگاه‌های خورشیدی (PV¹) می‌باشند. احداث این نوع از نیروگاه‌ها در کشورهای مختلف، در بعضی موارد توسط بخش دولتی و در بعضی موارد توسط سرمایه‌گذاران بخش خصوصی انجام می‌گیرد. مستقل از اینکه کدام یک از این دو گروه اقدام به سرمایه‌گذاری جهت احداث نیروگاه‌های خورشیدی می‌کنند، هر دو به دنبال استفاده بهینه از تابش خورشید می‌باشند.

تا کنون مطالعات متعددی در زمینه بهینه سازی طراحی و بهره برداری از نیروگاه‌های خورشیدی مورد توجه قرار گرفته است. از جمله این مطالعات می‌توان به ارزیابی توان خروجی از دست رفته سیستم PV برای پنل‌های تمیز و پنل‌های حاوی گرد و خاک در محیط بیابانی [۱]، آنالیز اقتصادی سیستم‌های PV برای نصب در نواحی دور افتاده [۲]، تحلیل اقتصادی نیروگاه‌های PV با در نظرگیری اثر سیستم مانیتورینگ [۳]، آنالیز اقتصادی یک سیستم PV برای نصب در مدرسه ماونگاراکي [۴]، طراحی بهینه نیروگاه‌های خورشیدی بر اساس تحلیل آمپر-ساعت [۵]، طراحی بهینه نیروگاه‌های خورشیدی در ساختمان‌های مسکونی [۶]، تعیین بهینه ظرفیت نیروگاه خورشیدی در عربستان [۷]، ارزیابی سیستم PV یک مدرسه در ترکیه [۸]، تحلیل اقتصادی عملکرد سیستم PV با سیستم ردیابی ثابت و دوار [۹]، طراحی و بهینه سازی سیستم PV برای مناطق خانگی مصر [۱۰]، مطالعات امکان‌سنجی فنی-اقتصادی نیروگاه خورشیدی در عمان [۱۱]، تحلیل اقتصادی احداث سیستم PV در نیجریه [۱۲]، غنا [۱۳]، بنگلادش

چکیده — استفاده از نیروگاه‌های خورشیدی به عنوان یکی از انواع پرکاربرد انرژی‌های تجدیدپذیر، در کشورهای دارای تابش مناسب نور خورشید، رو به رشد می‌باشد. طراحی بهینه این نوع از نیروگاه‌ها می‌تواند ضمن بالا بردن راندمان استفاده از انرژی خورشید، منافع اقتصادی بیشتری را برای سرمایه‌گذاران این نیروگاه‌ها به همراه داشته باشد. در این مقاله، طراحی بهینه نیروگاه‌های خورشیدی با تکیه بر تحلیل اثر نوع چینش پنل‌ها، نوع تکنولوژی پنل‌ها و نیز استفاده از ردیاب‌های تک و دو محوره مورد توجه قرار گرفته است. جهت انجام این تحلیل، مدل اقتصادی مناسبی ارائه شده و از معیار اقتصادی تعداد سال‌های بازگشت سرمایه جهت انتخاب طرح بهینه بهره گرفته شده است. شبیه‌سازی‌ها بر روی یک نیروگاه خورشیدی ۲۰۰ کیلوواتی ارائه شده و نتایج مربوطه تحلیل و بررسی شده است. نتایج بدست آمده، نشان دهنده قدرتمندی روش ارائه شده در انتخاب طرح بهینه می‌باشد.

واژه‌های کلیدی — نیروگاه‌های خورشیدی، طراحی بهینه، نوع پنل،

نوع چینش، ردیاب

۱. مقدمه

مصرف برق در سیستم‌های قدرت روند رو به رشدی دارد و هر ساله نیاز به احداث نیروگاه‌های جدیدی جهت تامین مناسب بار مصرف کنندگان می‌باشد. یکی از انواع نیروگاه‌های قابل احداث در کشورهای دارای تابش

¹ Photovoltaic

مطالب ارائه شده در این مقاله به شرح زیر می‌باشند. در بخش اول، مدل اقتصادی بررسی بازگشت سرمایه نیروگاه های خورشیدی معرفی گردیده است. در بخش دوم، اثرات تغییر در نوع طرح بر روی پارامتر بازگشت سرمایه مورد بررسی قرار گرفته است. در بخش سوم به معرفی سیستم PV شبیه‌سازی شده پرداخته شده و تحلیل نتایج حاصل از شبیه‌سازی‌ها ارائه شده است. در بخش انتهایی نیز جمع‌بندی و نتیجه‌گیری مقاله آورده شده است.

۲. مدل اقتصادی محاسبه دوره بازگشت سرمایه

نیروگاه های خورشیدی

در سرمایه گذاری جهت احداث نیروگاه‌های خورشیدی مشابه با هر نوع سرمایه گذاری دیگری، سرمایه گذاران به دنبال بیشینه سازی بازده اقتصادی سرمایه‌گذاری خود می‌باشند. لذا در صورتی که سرمایه‌گذار با سرمایه مشخصی وارد حوزه سرمایه‌گذاری در حوزه احداث نیروگاه های خورشیدی شده باشد، به دنبال طرحی خواهد بود که به ازای همان سرمایه مشخص، بازده اقتصادی بیشتری را حاصل نماید. بازده اقتصادی سرمایه‌گذاری‌های مختلف با شاخص‌های مختلفی سنجیده می‌شود که از آن جمله می‌توان به ارزش خالص فعلی (NPV^2)، نرخ بازگشت سرمایه داخلی (IRR^3) و دوره بازگشت سرمایه (PP^4) اشاره کرد. شاخص PP به معنی مدت زمانی است که طول می‌کشد تا سودی معادل با سرمایه‌گذاری انجام شده حاصل شود و از میان شاخص های اشاره شده، به عنوان یکی از شاخص‌های مهمی است که بیشتر مورد توجه سرمایه‌گذاران می‌باشد و لذا در این مقاله مورد استفاده قرار گرفته است. در این مقاله، جهت تحلیل اقتصادی سرمایه‌گذاری در احداث نیروگاه‌های خورشیدی، از مدل شکل ۱ استفاده شده است. همانطور که در این شکل مشاهده می‌شود، جهت محاسبه مقدار دوره بازگشت سرمایه (PP) در سرمایه‌گذاری در احداث نیروگاه‌های خورشیدی، نیاز به محاسبه هزینه سرمایه‌گذاری نیروگاه (IC) و نیز سود سالانه نیروگاه (AP) می‌باشد که تاثیر هر کدام از هزینه های نیروگاه در روند این محاسبات در شکل دیده می‌شود. در ادامه به توضیح جداگانه هر بخش پرداخته می‌شود.

[۱۴ و ۱۵]، آفریقای جنوبی [۱۶]، ایران [۱۷]، انگلستان [۱۸]، طراحی بهینه سیستم PV برای نصب در پشت بام [۱۹] اشاره کرد.

در یک تقسیم‌بندی، نیروگاه‌های خورشیدی به دو نوع متصل به شبکه (On-grid) و منفصل از شبکه (Off-grid) دسته بندی می‌شوند که هر دو گروه در مطالعات انجام شده مورد توجه قرار گرفته‌اند. به عنوان نمونه، نوع On-grid در مطالعات [۱، ۳، ۷، ۸، ۹، ۱۱، ۱۶، ۱۷] و نوع Off-grid در مطالعات [۲، ۴، ۵، ۶، ۱۰، ۱۲، ۱۳، ۱۵، ۱۹] مورد بررسی قرار گرفته‌اند.

عوامل متعددی بر روی میزان توان تولیدی و یا مجموع انرژی سالیانه یک نیروگاه خورشیدی موثر می‌باشند. برخی از این عوامل در مرحله طراحی قابل تعیین می‌باشند و می‌توان از این عوامل به عنوان عوامل موثر در مرحله طراحی نام برد. از جمله این موارد می‌توان به هزینه‌های تجهیزات [۲، ۳، ۴]، نصب و راه‌اندازی [۲، ۳، ۴]، هزینه مانتورینگ [۳]، هزینه ردیاب [۹] اشاره کرد. برخی دیگر از این عوامل، در مرحله بهره برداری موثر می‌باشند و پس از احداث یک نیروگاه با طراحی مشخص، تغییر در این عوامل می‌تواند بر میزان توان تولیدی و یا مجموع انرژی سالیانه یک نیروگاه خورشیدی موثر باشد. از جمله این عوامل نیز می‌توان به اثر گرد و خاک روی پنل‌ها [۱]، هزینه تعمیرات و نگهداری [۲، ۳]، هزینه سوئیسید [۲، ۳]، هزینه انرژی [۴]، [۱۰، ۱۱، ۱۳، ۱۶، ۱۷]، کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای [۶، ۷، ۱۹] اشاره کرد.

با توجه به مجموعه مطالعات انجام شده، می‌توان مشاهده نمود که عواملی مانند انتخاب بهینه نوع پنل خورشیدی، انتخاب بهینه نوع چینش در اکثر مطالعات مورد توجه قرار نگرفته و نیز اثرات استفاده از انواع ردیاب‌ها در مطالعات کمی مورد توجه قرار گرفته است. در مقاله حاضر تاثیر این سه عامل، که هر سه از نوع عوامل تاثیرگذار در مرحله طراحی می‌باشند، مورد بررسی قرار گرفته‌اند. همچنین در این مقاله، یک مدل اقتصادی مناسبی جهت ارزیابی بهینه‌سازی طراحی ارائه شده و مورد استفاده قرار گرفته است. مدل ارائه شده در این مقاله بر روی یک سیستم PV متصل به شبکه با ظرفیت ۲۰۰ کیلووات اعمال شده و نتایج شبیه‌سازی‌های مختلف ارائه شده است. نتایج نشان دهنده میزان تاثیر قابل توجه انتخاب صحیح پارامترهای طراحی بر میزان بازدهی اقتصادی نیروگاه خورشیدی می‌باشد. نکته قابل توجه این که در انجام محاسبات، نرخ ارز ثابت در نظر گرفته شده و تغییرات نرخ ارز در روزهای بعد از آماده‌سازی این مقاله، در مطالعات دیده نشده است. در ادامه به تشریح بخش‌های مختلف مقاله پرداخته شده است.

² Net Present Value

³ Internal Rate of Return

⁴ Payback Period

۲,۱. سرمایه‌گذاری نیروگاه (IC)

هزینه سرمایه‌گذاری نیروگاه (IC)، به معنی هزینه تمام شده احداث یک نیروگاه می‌باشد که در سرمایه‌گذاری احداث نیروگاه‌های خورشیدی، به شکل رابطه (۱) می‌باشد.

$$IC = Cost_{Land} + Cost_{Equipment} + Cost_{Construction} + Cost_{Connection} \quad (1)$$

در رابطه فوق، داریم:

- هزینه زمین ($Cost_{Land}$): هزینه مورد نیاز برای خرید زمین نیروگاه خورشیدی
- هزینه تجهیزات ($Cost_{Equipment}$): هزینه مورد نیاز برای خرید تجهیزات نیروگاه خورشیدی
- هزینه ساخت ($Cost_{Construction}$): هزینه مورد نیاز برای ساخت نیروگاه خورشیدی
- هزینه اتصال به شبکه ($Cost_{Connection}$): هزینه خط انتقال برق جهت اتصال به شبکه سراسری در سطح توزیع

دولت فروخته می‌شود و لذا مقدار درآمد سالانه (AR)، وابسته به مقدار انرژی تولیدی سالیانه (APE) به صورت رابطه (۳) در نظر گرفته شده است.

$$AR^y = APE^y * GPPP^y, \quad y \in Y \quad (3)$$

در رابطه فوق، $GPPP$ نرخ قرارداد خرید تضمینی برق می‌باشد. در رابطه (۲)، هزینه‌های بهره‌برداری سالانه ($Cost_{O\&M}$) شامل تمامی هزینه‌های بهره‌برداری و تعمیرات و نگهداری مانند هزینه پرسنل، تعویض قطعات، تمیزکاری پنل‌ها و ... می‌باشد. عموماً، مجموع هزینه‌های بهره‌برداری نیروگاه بصورت ضریبی از درآمد نیروگاه در نظر گرفته می‌شود و لذا داریم:

$$Cost_{O\&M}^y = \alpha_{Operation} * AR^y \quad (4)$$

۲,۲. محاسبه PP

جهت محاسبه دوره بازگشت سرمایه، روش‌های مختلفی بکار گرفته می‌شود. یکی از روش‌های پرکاربرد جهت محاسبه این شاخص رابطه (۵) می‌باشد که در این مقاله نیز بکار گرفته شده است.

$$PP = \frac{\log\left(1 - \frac{IC}{AP \cdot r}\right)}{\log\left(\frac{1}{1+r}\right)} \quad (5)$$

در رابطه فوق، r نشان دهنده نرخ تنزیل می‌باشد.

۳. بررسی اثرات تغییر در نوع طرح

همانطور که در بخش قبل مشاهده شد، با توجه به هزینه‌ها و درآمد‌های یک نیروگاه خورشیدی می‌توان دوره بازگشت سرمایه مربوط به سرمایه‌گذاری انجام شده را محاسبه نمود. محاسبات مذکور به ازای یک طرح ثابت نتیجه ثابتی را به دست می‌دهد و در صورتی که بخشی از مفروضات مساله تغییر نماید، مقدار PP نیز تغییر خواهد نمود. در ادامه، به بررسی اثرات تغییر طراحی نیروگاه در مقدار PP پرداخته می‌شود.

۳,۱. اثرات ناشی از تغییر فاصله بین ردیف پنل‌ها

یکی از تغییرات قابل اعمال در طراحی یک نیروگاه خورشیدی، افزایش یا کاهش فاصله بین پنل‌های خورشیدی می‌باشد. با توجه به اینکه کشور ایران در نیمکره شمالی زمین قرار گرفته است، پنل‌های خورشیدی رو به جنوب نصب می‌شوند تا حداکثر استفاده از انرژی تابشی خورشید را داشته باشند. با توجه به اینکه عرض زمین انتخابی برای احداث نیروگاه محدود می‌باشد، پنل‌های خورشیدی در چند ردیف پشت هم چیده و نصب می‌شوند. با توجه به اینکه در طول ساعات مختلف تابش خورشید از طلوع تا

شکل ۱: روندنمای محاسبه دوره بازگشت سرمایه در سرمایه‌گذاری در احداث نیروگاه‌های خورشیدی

۲,۱. سود سالانه نیروگاه (AP)

سود سالانه نیروگاه (AP)، تابعی از درآمد سالانه (AR) و هزینه‌های بهره‌برداری سالانه ($Cost_{O\&M}$) به شکل رابطه (۲) می‌باشد.

$$AP^y = AR^y - Cost_{O\&M}^y, \quad y \in Y \quad (2)$$

در رابطه فوق، y نشان دهنده سال بهره‌برداری نیروگاه و Y مجموعه سال‌های عمر مفید نیروگاه می‌باشد. در این مقاله فرض بر آن شده است که انرژی تولیدی نیروگاه خورشیدی بر اساس قرارداد خرید تضمینی برق به

گرفته است و جهت برآورد تغییر در APE ناشی از تغییر در نوع پنل نیز از نرم افزار PVsyst استفاده شده است.

$$Cost_{Equipment} = Cost_{panel} + Cost_{Inv} + Cost_{Cab} + Cost_{Sub} + Cost_{etc} \quad (۸)$$

که در رابطه فوق، $Cost_{panel}$ هزینه پنل های نیروگاه، $Cost_{Inv}$ هزینه اینورترهای نیروگاه، $Cost_{Cab}$ هزینه کابل کشی نیروگاه، $Cost_{Sub}$ هزینه تجهیزات پست نیروگاه و $Cost_{etc}$ سایر هزینه تجهیزات نیروگاه می‌باشد. $Cost_{panel}$ به صورت رابطه زیر محاسبه می‌شود.

$$Cost_{panel} = P * Price_{panel} \quad (۹)$$

در رابطه فوق، P نشان دهنده توان نامی نیروگاه بر حسب کیلووات و $Price_{panel}$ نشان دهنده قیمت هر کیلووات پنل می‌باشد.

۳.۳. اثرات استفاده از زمین طولی یا عرضی

یکی از سوالاتی که در انتخاب زمین نیروگاه می‌تواند مورد توجه قرار گیرد، شکل طولی یا عرضی بودن زمین می‌باشد؛ بدین معنی که آیا اگر طول زمین در مسیر شرقی-غربی قرار گیرد (زمین طولی) بهتر است و یا اینکه طول زمین در مسیر شمالی-جنوبی و عرض زمین در مسیر شرقی-غربی قرار گیرد؟ برای بررسی این موضوع، فرض بر آن شده است که مساحت زمین تغییری نمی‌کند و زمین با طول و عرض‌های مختلف (ولی با مساحت‌های یکسان) مورد استفاده قرار می‌گیرد. در مدل شکل ۱، این تغییر، باعث تغییر در میزان انرژی تولیدی سالیانه (APE) و تغییر در هزینه‌های کابل کشی ($Cost_{Cab}$) به عنوان بخشی از هزینه‌های تجهیزات ($Cost_{Equipment}$) می‌گردد. جهت محاسبه میزان انرژی تولیدی سالیانه (APE) از نرم افزار PVsyst استفاده شده است.

۳.۴. اثرات استفاده از ردیاب های تک محوره و دو

محوره

در مقایسه با نیروگاه‌های خورشیدی با استراکچر ثابت، نیروگاه‌های خورشیدی با استفاده از ردیاب‌های تک محوره و دو محوره نیز مورد توجه طراحان می‌باشند. اما سوال اصلی این است که آیا استفاده از ردیاب‌های تک محوره و دو محوره به صرفه می‌باشند؟ در مدل شکل ۱، تغییر در نوع ثابت، تک محوره یا دو محوره بودن نیروگاه، بر روی میزان انرژی تولیدی سالیانه (APE)، هزینه تجهیزات ($Cost_{Equipment}$) و هزینه تعمیر و نگهداری ($Cost_{O\&M}$) تاثیرگذار است. میزان انرژی تولیدی سالیانه (APE) با استفاده

غروب و در فصل‌های مختلف سال، زاویه تابش خورشید متفاوت می‌باشد، پنل‌های ردیف جلوتر بر روی پنل‌های ردیف عقب تر ایجاد سایه می‌کنند و در نتیجه میزان انرژی تولیدی نیروگاه را کاهش می‌دهند. یکی از فاکتورهایی که برای افزایش میزان تولید انرژی نیروگاه می‌تواند مورد توجه قرار گیرد، افزایش فاصله بین ردیف پنل‌ها می‌باشد. به عبارت بهتر، در صورت افزایش فاصله بین ردیف پنل‌ها، میزان سایه اندازی پنل‌ها کاهش یافته و مجموع تولید در کل سال افزایش می‌یابد. این در حالی است که افزایش فاصله بین ردیف پنل‌ها موجب افزایش مساحت مورد نیاز برای احداث نیروگاه نیز می‌شود. لذا اثرات ناشی از افزایش فاصله بین ردیف پنل‌ها را می‌توان به دو بخش افزایش تولید و افزایش مساحت زمین تقسیم نمود. با توجه به مدل شکل ۱ می‌توان گفت که افزایش فاصله بین ردیف پنل‌ها موجب افزایش APE و نیز $Cost_{Land}$ می‌شود. در این مقاله، افزایش فاصله بین ردیف پنل‌ها، در نرم افزار PVsyst مدل‌سازی گردیده و میزان افزایش APE با استفاده از خروجی‌های این نرم افزار محاسبه شده است. برای در نظرگیری میزان افزایش $Cost_{Land}$ ناشی از افزایش فاصله بین ردیف پنل‌ها نیز از روابط (۶) و (۷) استفاده شده است.

$$Cost_{Land} = LA * Price_{Land} \quad (۶)$$

$$LA = LA_{fix} + LA_{var} \quad (۷)$$

در روابط فوق، LA مساحت کل زمین مورد نیاز برای احداث نیروگاه بوده و LA_{fix} مساحت بخشی از نیروگاه خورشیدی می‌باشد که به ساختمان اداری، انبار، اتاق اپراتوری و ... مربوط بوده و با تغییر فاصله بین ردیف پنل‌ها تغییر نمی‌کند. LA_{var} نیز مساحت مربوط به ناحیه نصب پنل‌های خورشیدی می‌باشد که با افزایش فاصله بین ردیف پنل‌ها، تغییر می‌کند. $Price_{Land}$ نیز قیمت هر مترمربع زمین نیروگاه می‌باشد.

۳.۲. اثرات ناشی از استفاده از پنل های مونوکریستال

و پلی کریستال

در این مقاله، جهت بررسی اثر تغییر نوع پنل، دو نوع از پنل‌ها شامل مونوکریستال و پلی کریستال در مطالعات در نظر گرفته شده است. با توجه به مدل ارائه شده در شکل ۱، تغییر در نوع پنل‌های خورشیدی از یک طرف بر روی هزینه تجهیزات ($Cost_{Equipment}$) تاثیرگذار است و از طرف دیگر بر روی میزان انرژی تولیدی سالیانه (APE) اثرگذار است. اثرپذیری هزینه $Cost_{Equipment}$ از تغییر نوع پنل‌ها، با توجه به رابطه (۷) مورد محاسبه قرار

محاسبات شامل محاسبات هزینه‌های سرمایه‌گذاری و بهره‌برداری، درآمد، سود و محاسبه IRR توسط نرم افزار MATLAB انجام شده است.

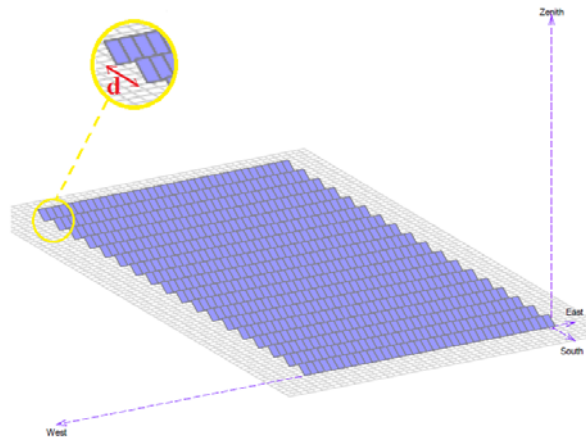
۴.۲. تحلیل نتایج

جهت تحلیل نتایج حاصل از شبیه سازی و بررسی اثرات تغییرات اشاره شده در بخش ۲ این مقاله، چندین سناریو برای شبیه سازی در نظر گرفته شده است که در ادامه به معرفی هر سناریو تحلیل نتایج پرداخته می‌شود.

۴.۲.۱. سناریوی اول: استفاده از پنل نوع پلی کریستال،

نصب نوع ثابت و تغییر فاصله بین ردیف پنل ها

در این سناریو فرض بر آن شده است که پنل های ۳۰۰ واتی مدل YL300P-35b از نوع پلی کریستال مورد استفاده قرار گرفته اند و نصب این پنل ها بصورت ثابت و با زاویه tilt برابر با ۳۴ درجه و Azimuth برابر با ۰ درجه در نظر گرفته شده اند. قابل توجه اینکه مطابق محاسبات اولیه با نرم افزار PVSyst، این زوایا، زوایای بهینه برای شهر تهران می‌باشند. سپس مطابق با شکل ۲، پارامتر d به عنوان فاصله بین ردیف پنل ها تغییر داده شده است. نتایج حاصل از شبیه سازی ها در ادامه آورده شده‌اند.



شکل ۲: نحوه چینش پنل ها و نمایش پارامتر d به عنوان فاصله بین ردیف پنل ها

در شکل ۳، نحوه تغییر میزان انرژی تولیدی سالیانه (APE) و مساحت زمین مورد استفاده (LA) نسبت به تغییرات فاصله بین ردیف پنل ها (d) نشان داده شده است.

از نرم افزار PVSyst قابل محاسبه است و هزینه تجهیزات رابطه (۷) بصورت زیر بازنویسی می‌شود.

$$Cost_{Equipment} = Cost_{panel} + Cost_{inv} + Cost_{cab} + Cost_{Sub} + Cost_{Tr} + Cost_{etc} \quad (10)$$

در رابطه فوق، $Cost_{Tr}$ نشان دهنده هزینه استفاده از ردیاب ها در دو حالت تک یا دو محوره می‌باشد و بصورت ضربی از هزینه پنل مطابق رابطه (۱۰) مورد محاسبه قرار گرفته است.

$$Cost_{Tr} = \begin{cases} 0, & \text{if fixed structure is used} \\ Cost_{panel} * \beta_{Single}, & \text{if single axis tracker is used} \\ Cost_{panel} * \beta_{Dual}, & \text{if dual axis tracker is used} \end{cases} \quad (11)$$

در رابطه فوق، β_{Dual} و β_{Single} نشان دهنده ضرایب مورد استفاده برای محاسبه هزینه $Cost_{Tr}$ به ترتیب در حالت های استفاده از ردیاب های تک محوره و دو محوره می‌باشند. هزینه تعمیر و نگهداری ($Cost_{O\&M}$) در رابطه (۴) نیز بصورت زیر بازنویسی می‌شود:

$$Cost_{O\&M}^y = \alpha_{Operation} * AR^y + \alpha_{Tr} * Cost_{Tr} \quad (12)$$

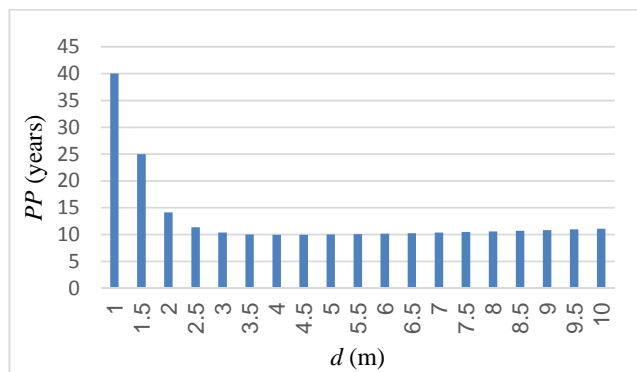
در رابطه فوق، α_{Tr} نشان دهنده ضریب وابستگی هزینه تعمیرات و نگهداری ردیاب ها نسبت به هزینه تامین این ردیاب ها می‌باشد.

۴. شبیه سازی

۴.۱. نیروگاه مورد مطالعه

جهت تحلیل نتایج شبیه سازی در این مقاله، یک نمونه نیروگاه خورشیدی ۲۰۰ کیلوواتی به عنوان حالت پایه در نظر گرفته شده و سپس اثر تغییرات اشاره شده در بخش ۲ این مقاله مورد ارزیابی قرار گرفته است. جهت استفاده از اطلاعات جغرافیایی شامل تابش و دما، محل نصب نیروگاه مزبور در شهر تهران و با مختصات $35.9^{\circ}N$ و $50.9^{\circ}E$ و ارتفاع ۱۷۲۵ متر در نظر گرفته شده است. پنل های مورد استفاده، به غیر از مواردی که مشخصاً نوع پنل تغییر داده شده باشد، پنل ۳۰۰ واتی مدل YL300P-35b ساخت شرکت Yingli Solar بوده است. اینورترهای مورد استفاده نیز از نوع Sunny Tripower 60-US-10 ساخت شرکت SMA به تعداد ۳ دستگاه بوده است. تعداد کل ماژول های مورد استفاده ۶۶۶ عدد می‌باشد که در قالب ۳۷ استرینگ و هر استرینگ شامل ۱۸ ماژول سری می‌باشد. جهت انجام محاسبات از دو نرم افزار PVSyst و Matlab استفاده شده است.

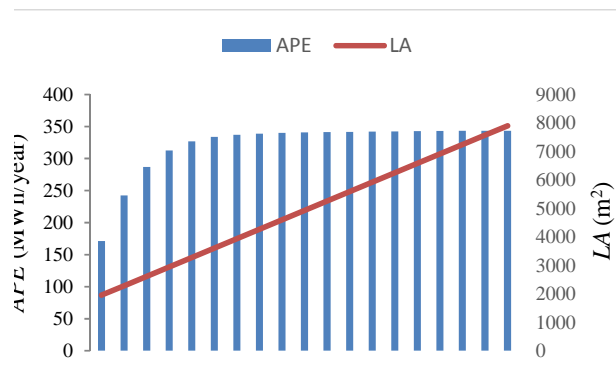
بخش های مربوط به مدل سازی زوایای tilt و azimuth، تغییر فواصل پنل ها، استفاده از ردیاب های تک و دو محوره و در مجموع، محاسبه میزان تولید انرژی سالانه نیروگاه توسط نرم افزار PVSyst انجام گردیده و سایر

شکل ۴: نحوه تغییرات PP نسبت به تغییر d در سناریوی اول

همانطور که در شکل فوق مشاهده می‌شود، با افزایش فاصله d معیار تعداد سال‌های بازگشت سرمایه (PP) کاهش می‌یابد و کاهش این معیار به معنی سرمایه‌گذاری با بازده اقتصادی بیشتر می‌باشد و لذا افزایش فاصله بین ردیف پنل‌ها موجب افزایش این بازده می‌شود. علت این امر آن است که افزایش فاصله d موجب کاهش سایه‌اندازی پنل‌ها و افزایش انرژی تولیدی سالیانه (مطابق شکل ۳) گردیده و این امر موجب افزایش درآمد نیروگاه (AR) در طول سال می‌گردد و این افزایش درآمد موجب کاهش معیار PP می‌گردد.

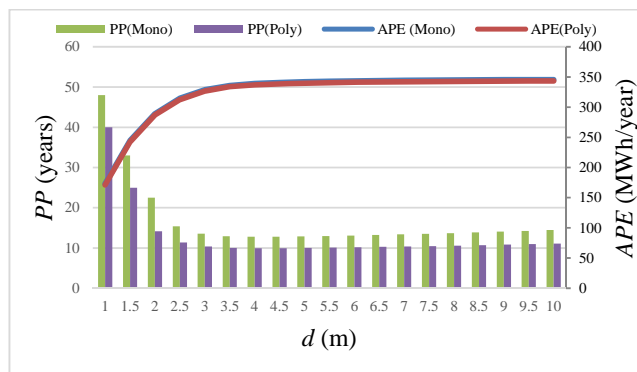
اما با ادامه دادن روند افزایش فاصله d معیار PP نه تنها متوقف می‌شود، بلکه روند صعودی مجدد به خود می‌گیرد. علت این امر آن است که افزایش فاصله d موجب افزایش مساحت زمین اشغال شده (مطابق شکل ۳) گردیده و این امر باعث افزایش هزینه زمین نیروگاه ($Cost_{Land}$) می‌گردد و این افزایش هزینه زمین در مقایسه با افزایش درآمد تاثیر بیشتری بر معیار PP می‌گذارد. لذا با توجه به توضیحات فوق می‌توان دریافت که معیار PP در مقدار خاصی از متغیر d دارای مقدار بهینه می‌باشد. در شکل ۴، مقدار d بهینه برابر با ۴ متر می‌باشد.

همانطور که ملاحظه می‌شود نقطه بهینه d برابر با ۴ متر در شکل ۴ با مقدار d برابر ۳/۵ متر در نقطه زانوی منحنی اشباع شکل ۳ متفاوت می‌باشد. نکته قابل توجه آن است که با تغییر قیمت زمین نیروگاه، این نقطه بهینه جابجا می‌گردد، چرا که هر چقدر بهای زمین بیشتر باشد، تاثیر افزایش d بر هزینه زمین ($Cost_{Land}$) بیشتر از تاثیر آن بر درآمد نیروگاه (AR) خواهد بود. شکل ۵، منحنی‌های PP بر حسب d را به ازای قیمت‌های مختلف زمین نیروگاه نمایش می‌دهد.

شکل ۳: نحوه تغییرات APE و LA نسبت به تغییر d در سناریوی اول

همانطور که در شکل فوق مشاهده می‌شود، با افزایش فاصله بین ردیف پنل‌ها، مساحت اشغال شده جهت احداث نیروگاه خورشیدی و همچنین انرژی تولیدی سالیانه نیز افزایش می‌یابد. روند افزایشی مساحت زمین اشغال شده نسبت به افزایش فاصله d بدیهی می‌باشد؛ اما علت روند افزایشی APE نسبت به افزایش d این است که با افزایش فاصله بین ردیف پنل‌ها، میزان سایه اندازی پنل‌ها بر روی یکدیگر کاهش یافته و انرژی تولیدی کل نیروگاه در سال افزایش می‌یابد. افزایش APE تا حدود نقطه d برابر با ۳/۵ متر و APE برابر با ۳۳۳/۸۷ مگاوات ساعت در سال محسوس و قابل توجه می‌باشد؛ اما پس از افزایش فاصله d به میزانی بالاتر از ۳/۵ متر، افزایش APE با رشد کمتری مواجه می‌باشد. علت این امر نیز آن است که با وجود فاصله ۳/۵ متری بین ردیف پنل‌ها، سایه‌اندازی بسیار کمی بین پنل‌ها وجود دارد و افزایش مقدار d به بیش از این مقدار، تاثیر چندانی بر روی APE به وجود نمی‌آورد و به عبارتی منحنی به ناحیه اشباع وارد می‌شود. حال سوال اصلی این است که افزایش فاصله بین ردیف پنل‌ها که منجر به افزایش تولید انرژی سالیانه نیروگاه می‌شود، تا چه میزان به صرفه می‌باشد؟ سوال دیگر این است که آیا فاصله d برابر با ۳/۵ متر، بهترین فاصله بین ردیف پنل‌ها در طراحی نیروگاه مورد بحث می‌باشد؟ برای پاسخ دادن به سوالات فوق، در ادامه به بررسی نتایج تحلیل اقتصادی پرداخته شده است.

جهت انجام تحلیل اقتصادی از مدل شکل ۱ و محاسبه شاخص PP استفاده شده است. ارزش زمین در انجام این محاسبات برابر با ۱۵۰۰۰۰ ریال بر مترمربع در نظر گرفته شده است. شکل ۴ نمودار تغییرات PP بر حسب تغییرات d را نمایش می‌دهد.



شکل ۶: نمودار تغییرات PP و APE نسبت به تغییر d در سناریوی دوم

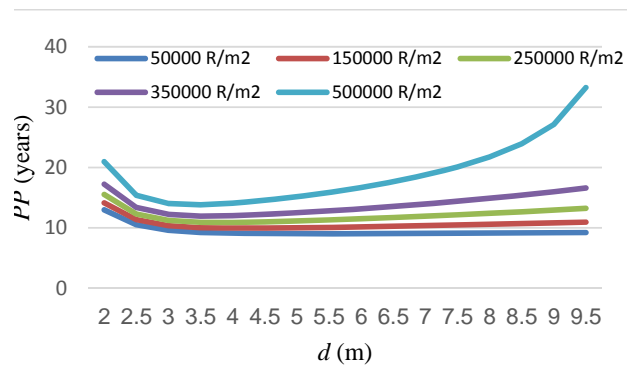
همانطور که در شکل فوق مشاهده می‌شود، مقدار انرژی تولیدی سالیانه (APE) در حالت استفاده از پنل مونوکریستال با پنل پلی کریستال تفاوت زیادی ندارد. اما مقدار PP بهینه در این دو حالت متفاوت بوده و در حالت استفاده از پنل مونوکریستال و پلی کریستال به ترتیب برابر با ۱۲/۷۹ سال و ۹/۹۴ سال می‌باشد که به ترتیب در فاصله d برابر با ۴/۵ متر و ۴ متر رخ می‌دهد. علت این امر آن است که در حالت استفاده از پنل های مونوکریستال (به علت گران بودن این پنل‌ها) نسبت به پلی کریستال، هزینه‌ها بالا رفته و با توجه به برابری نسبی مقادیر تولید انرژی سالیانه، معیار PP دارای مقدار بزرگ‌تری می‌باشد. لذا در این مورد مطالعه شده، استفاده از پنل‌های پلی کریستال به صرفه تر از پنل‌های مونوکریستال بوده و با تغییر فاصله d این برتری تغییر نمی‌یابد.

۴،۲،۳. سناریوی سوم: استفاده از پنل نوع پلی کریستال،

تغییر فاصله بین ردیف پنل‌ها و تغییر نوع نصب

در این سناریو، پنل‌های نوع پلی کریستال مدل YL300P-35b در شبیه‌سازی‌ها مورد استفاده قرار گرفته‌اند. جهت بررسی اثر نوع نصب پنل‌ها، فرض بر آن شده است که نصب این پنل‌ها در علاوه بر حالت ثابت قبلی، در دو حالت مجهز به ردیاب تک محوره و مجهز به ردیاب دو محوره امکان‌پذیر می‌باشند.

در حالت نصب بصورت ردیاب تک محوره، با توجه به تمهیدات دیده شده در استراکچر پنل‌ها، این امکان برای پنل‌ها بوجود می‌آید که در امتداد شرقی-غربی دوران داشته و مسیر حرکت خورشید را ردیابی نمایند. لذا با توجه به اینکه برای چرخش پنل‌ها در این امتداد نیاز به ایجاد فاصله بین خود پنل‌ها می‌باشد که نباید با فاصله بین ردیف پنل‌ها (d) اشتباه گرفته شود. لذا در ادامه، فاصله بین پنل‌ها در امتداد شرقی-غربی با نماد D نمایش داده می‌شود. باید توجه داشت که در حالت نصب با ردیاب دو محوره نیز



شکل ۵: نمودار تغییرات PP نسبت به تغییر d در سناریوی اول با فرض نمودن قیمت‌های مختلف زمین نیروگاه

همانطور که ملاحظه می‌شود با بالا رفتن ارزش زمین، شدت تاثیر پذیری شاخص PP از متغیر فاصله بین ردیف پنل‌ها (d) افزایش پیدا می‌کند و منحنی تقعر بیشتری پیدا می‌کند. همچنین مقدار d بهینه نیز به ازای قیمت‌های مختلف زمین تفاوت پیدا می‌کند. جدول زیر، مقدار d بهینه را به ازای قیمت‌های مختلف زمین نمایش می‌دهد.

جدول ۱: مقدار d بهینه به ازای مقادیر مختلف قیمت زمین در سناریوی اول

قیمت زمین (ریال بر مترمربع)				
۵۰۰۰۰	۳۵۰۰۰	۲۵۰۰۰	۱۵۰۰۰	۵۰۰۰
۳/۵	۳/۵	۴	۴	۵
مقدار d بهینه (متر)				

همانطور که مشاهده می‌شود، در صورت پایین بودن قیمت زمین، مقدار

d بهینه افزایش یافته است.

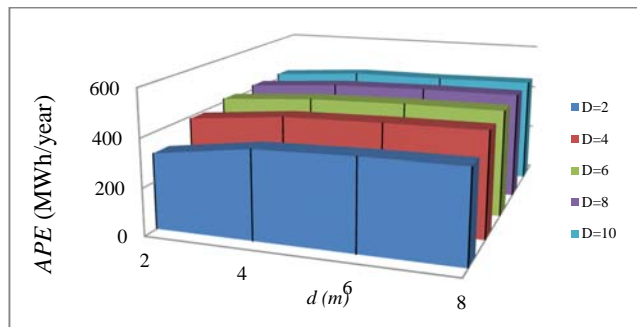
۴،۲،۲. سناریوی دوم: استفاده از نصب نوع ثابت، تغییر

فاصله بین ردیف پنل‌ها و تغییر نوع پنل

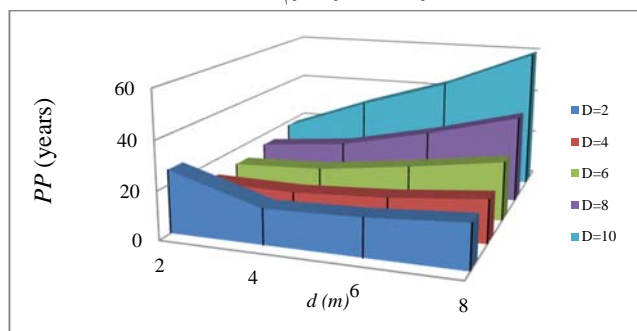
در این سناریو، اثر تغییر نوع پنل از پلی کریستال به مونوکریستال بررسی شده است. همچنین، میزان تاثیرپذیری طرح از تغییر فاصله d نیز مورد بررسی قرار گرفته است. بدین منظور، پنل ۳۰۰ واتی مدل YL300P-35b از نوع پلی کریستال با پنل ۳۰۰ واتی مدل ET-M672300BB جایگزین شده است. در تمامی این شبیه‌سازی‌ها، قیمت زمین برابر با ۱۵۰۰۰۰ ریال بر مترمربع در نظر گرفته شده است. نتایج به دست آمده، در شکل زیر ارائه شده است.

همانطور که مشاهده می‌شود، در حالت‌هایی که فاصله D برابر با ۲، ۴ و ۶ می‌باشد، مقدار PP کمینه در d برابر با ۴ اتفاق افتاده است، اما در حالت D برابر ۸ و ۱۰، مقدار PP کمینه در d کوچک‌تر از ۴ رخ داده است. این بدان معنی است که تعیین فاصله بهینه d بستگی به مقدار فاصله D دارد؛ اما می‌توان مشاهده نمود که در مجموع مقدار بهینه کلی در D برابر ۲ و d برابر با ۴ می‌دهد که در این نقطه، PP برابر با ۱۲/۶۲ می‌باشد.

آخرین حالت شبیه‌سازی شده، استفاده از ردیاب دو محوره می‌باشد. نتایج شبیه‌سازی این حالت نیز در شکل‌های ۹ و ۱۰ نشان داده شده‌اند.



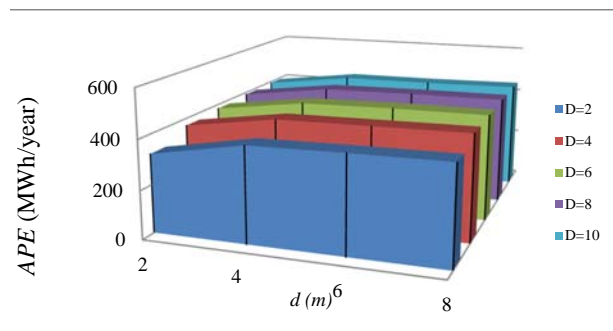
شکل ۹: نمودار تغییرات APE بر حسب تغییرات d و D در حالت استفاده از ردیاب دو محوره در سناریوی سوم



شکل ۱۰: نمودار تغییرات PP بر حسب تغییرات d و D در حالت استفاده از ردیاب دو محوره در سناریوی سوم

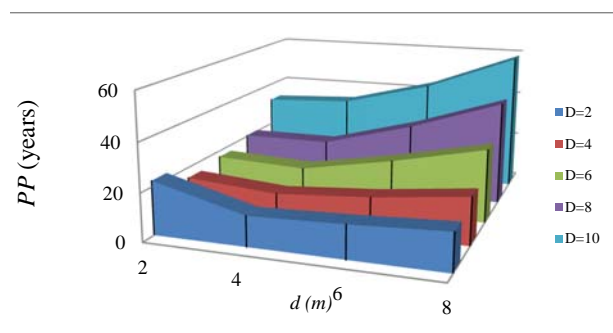
همانطور که مشاهده می‌شود، در کل فواصل d و D مقدار انرژی تولیدی سالیانه APE در حالت استفاده از ردیاب دو محوره نسبت به تک محوره بیشتر می‌باشد. شاخص PP نیز در نقطه کمینه D برابر ۴ و d برابر ۴، دارای مقدار ۱۲/۴۸ می‌باشد که از مقدار کمینه PP در حالت استفاده از ردیاب تک محوره (برابر ۱۲/۶۲) کمتر می‌باشد. لذا می‌توان مشاهده نمود که استفاده از ردیاب‌های دو محوره نسبت به تک محوره دارای بازده اقتصادی بیشتری می‌باشد.

نیاز به این فاصله می‌باشد. جهت انجام ارزیابی‌های مختلف، هر دو فاصله d و D در شبیه‌سازی‌ها تغییر داده شده‌اند و نتایج حاصل شده در ادامه نشان داده شده‌اند. نمودار تغییرات APE بر حسب تغییرات d و D در شکل ۷ نشان داده شده است.



شکل ۷: نمودار تغییرات APE بر حسب تغییرات d و D در حالت استفاده از ردیاب تک محوره در سناریوی سوم

همانطور که ملاحظه می‌شود، میزان تولید انرژی APE در تمام نقاط نسبت به حالت نصب ثابت (شکل ۳) دارای افزایش قابل توجهی می‌باشد که ناشی از استفاده از ردیاب تک محوره می‌باشد. در عین حال، می‌توان مشاهده نمود که با افزایش فواصل d و D ، منحنی APE به اشباع می‌رود که این امر نیز با توجه به کاهش اثر سایه‌اندازی پنل‌ها منطقی به نظر می‌رسد. همانطور که در بخش ۲ اشاره شد، نصب ردیاب در نیروگاه نیاز به فضای بیشتر داشته و هزینه تعمیرات و نگهداری بیشتری را بوجود می‌آورد، لذا در مجموع، نصب ردیاب از یک طرف باعث افزایش APE شده و از طرف دیگر باعث افزایش هزینه‌های IC و $CostO\&M$ می‌شود. در ادامه، جهت انتخاب فواصل بهینه d و D در حالت استفاده از ردیاب تک محوره، از تحلیل اقتصادی و محاسبه پارامتر PP استفاده شده و در انجام این محاسبات، قیمت زمین برابر با ۱۵۰۰۰۰ ریال بر مترمربع در نظر گرفته شده است. نتایج شبیه‌سازی‌ها در شکل ۸ نشان داده شده است.



شکل ۸: نمودار تغییرات PP بر حسب تغییرات d و D در حالت استفاده از ردیاب تک محوره در سناریوی سوم

tracking photovoltaic systems in Jordan”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 80, December 2017, Pages 827-839

- [10] E. T. El Shenawy, A. H. Hegazy and M. Abdellatif, “Design and Optimization of Stand-alone PV System for Egyptian Rural Communities”, International Journal of Applied Engineering Research, Volume 12, Number 20 (2017)
- [11] H. A. Kazem, M. H. Albadi, A. H. A. Al-Waeli, A. H. Al-Busaidi and M. T. Chaichan, “Techno-economic feasibility analysis of 1 MW photovoltaic grid connected system in Oman”, Case Studies in Thermal Engineering, Volume 10, September 2017, Pages 131-141
- [12] V. A. Ani, “Feasibility and Optimal Design of a Stand-Alone Photovoltaic Energy System for the Orphanage”, Journal of Renewable Energy, Volume 2014, Article ID 379729, 8 pages
- [13] M. Ansong, L. D. Mensah nad M. S. Adaramola, “Techno-economic analysis of a hybrid system to power a mine in an off-grid area in Ghana”, Sustainable Energy Technologies and Assessments, Volume 23, October 2017, Pages 48-56
- [14] A. K. Berwal, S. Kumar, N. Kumari, V. Kumar and A. Haleem, “Design and analysis of rooftop grid tied 50 kW capacity Solar Photovoltaic (SPV) power plant”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 77, September 2017, Pages 1288-1299
- [15] P. K. Halder, “Potential and economic feasibility of solar home systems implementation in Bangladesh”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 65, November 2016, Pages 568-576
- [16] B. P. Numbi and S. J. Malinga, “Optimal energy cost and economic analysis of a residential grid-interactive solar PV system- case of eThekweni municipality in South Africa”, Applied Energy, Volume 186, Part 1, 15 January 2017, Pages 28-45
- [17] T. Ma, H. Yanga, L. Lu, “Long Term Performance Analysis of a 19.8kWp Standalone Photovoltaic System in a Remote Island”, Energy Procedia, Volume 103, December 2016, Pages 183-188
- [18] S. Edalati, M. Ameri, M. Iranmanesh, H. Tarmahi and M. Gholampour, “Technical and economic assessments of grid-connected photovoltaic power plants: Iran case study”, Energy, Volume 114, 1 November 2016, Pages 923-934
- [19] J. Lee, B. Chang, C. Aktas and R. Gorthala, “Economic feasibility of campus-wide photovoltaic systems in New England”, Renewable Energy, Volume 99, December 2016, Pages 452-464

۵. نتیجه گیری

در این مقاله، طراحی بهینه نیروگاه‌های خورشیدی مورد بررسی قرار گرفت. برای این منظور، تاثیر پارامترهای ذیل مورد ارزیابی قرار گرفت:

- تاثیر نوع پنل شامل پلی کریستال و مونوکریستال
 - تاثیر نوع چیش پنل با اعمال تغییرات در فواصل بین پنل‌ها و بین ردیف پنل‌ها
 - تاثیر استفاده از ردیف‌های تک محوره و دو محوره
- در هر کدام از ارزیابی‌های انجام شده، پارامترهایی مانند انرژی تولیدی سالیانه و تعداد سالهای بازگشت سرمایه به عنوان معیارهای مهم تصمیم‌گیری محاسبه و بررسی شدند و شاخص تعداد سال‌های بازگشت سرمایه به عنوان اصلی‌ترین معیار در تعیین نقطه بهینه طراحی مورد استفاده قرار گرفت. نتایج حاصل از شبیه‌سازی‌ها نشان دهنده آن است که هر طرحی دارای نقطه بهینه مشخصی می‌باشد که این نقطه وابسته به سایر متغیرهای طراحی مانند قیمت زمین تغییر می‌کند. لذا روش ارائه شده در این مقاله، مستقل از مفروضات طراحی می‌تواند جهت انتخاب طرح بهینه نیروگاه خورشیدی مورد استفاده قرار گیرد.

منابع

- [1] E. Abdeen, M. Orabi and E. S. Hasaneen, “Optimum tilt angle for photovoltaic system in desert environment”, Solar Energy, Volume 155, October 2017, Pages 267-280
- [2] A. V. Prado, E. O. Camargo, C. V. Prado, I. H. Orozco, F. Chenlo, J. E. Candelo and A. B. Sarmiento, “Techno-economic feasibility analysis of photovoltaic systems in remote areas for indigenous communities in the Colombian Guajira”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 82, Part 3, February 2018, Pages 4245-4255
- [3] S. R. Madeti and S. N. Singh, “Online fault detection and the economic analysis of grid-connected photovoltaic systems”, Energy, Volume 134, 1 September 2017, Pages 121-135
- [4] M. Emmanuel, D. Akinyele and R. Rayudu, “Techno-economic analysis of a 10 kWp utility interactive photovoltaic system at Maungaraki school, Wellington, New Zealand”, Energy, Volume 120, 1 February 2017, Pages 573-583
- [5] N. D. Nordin and H. A. Rahman, “A novel optimization method for designing stand alone photovoltaic system”, Renewable Energy, Volume 89, April 2016, Pages 706-715
- [6] S. Jaber and A. A. Hawa, “Optimal Design of PV System in Passive Residential Building in Mediterranean Climate”, Jordan Journal of Mechanical and Industrial Engineering, Volume 10 Number 1, March.2016, Pages 39- 49
- [7] M. A. M. Ramli, A. Hiendro, K. Sedraoui and S. Twaha, “Optimal sizing of grid-connected photovoltaic energy system in Saudi Arabia”, Renewable Energy, Volume 75, March 2015, Pages 489-495
- [8] L. Bilir and N. Yildirim, “Photovoltaic system assessment for a school building”, International Journal of Hydrogen Energy, Volume 42, Issue 28, 13 July 2017, Pages 17856-17868
- [9] B. Hammad, A. Al-Sardeah, M. Al-Abed, S. Nijmeh and A. Al-Ghandoor, “Performance and economic comparison of fixed and